

경쟁적 전력산업체제에서 송전손실에 대한 계산과 분배

한태경* 김진호 김성수 박종근
 서울대학교 서울대학교 한국전력공사 서울대학교

Calculation and Allocation of Transmission Loss
 Under Competitive Power Industry System

Hahn, T.K Kim, J.H. Kim, S.S Park, J.K
 Seoul Nat'l Univ. Seoul Nat'l Univ. KEPCO Seoul Nat'l Univ.

Abstract - 전력산업의 구조개편으로 기존의 한국전력 독점체제에서 다수의 전력회사로 나누어 질 것이다. 따라서 손실과 공급의 신뢰도 확보 등의 책임분배와 비용 분배의 문제가 새로이 나타날 것으로 예상된다. 손실에 대한 비용의 경우 계산법과 이러한 비용을 분배하는 방법이 중요한 문제가 되고 있다.

본 논문은 전력산업구조개편이 이미 이루어진 선진국들의 손실비용의 처리방법을 비교하였다. 그리고 손실에 대한 비용계산 방법을 모의 시스템에 각각 적용시켜보고 결과를 비교하였다.

1. 서 론

산업의 구조개편현상은 보다 효율적인 산업구조를 가지기 위한 필요에서 나타나고 있다. 우리나라의 경우도 선진국형 경제구조를 가지기 위해서 구조개편이 요구되고 있다. 전력산업의 경우도 마찬가지이다. 현재 2000년대 초에 발전경쟁에 들어갈 것으로 보이며 그 이후로도 소매 전력시장도 경쟁체제로 바뀔 것으로 예상된다. 이런 체제에서는 전기공급의 신뢰도와 기존 한국전력이 부담하던 손실의 책임을 분해하는 문제가 새로이 나타나고, 전기요금의 차이도 이에 따라 증가할 것으로 보인다. 따라서 전력시스템의 발전/송전/배전의 비용에 관한 세부적 검증이 필요하다.

송전요금은 송전량을 기본으로 하는 부분과 그 외 손실과 부하공급의 신뢰도, 송전용량 등을 고려한 부가부분이 있게 된다. 손실에 대한 부분은 송전요금에 반영시키기 위해서는 평균손실에 근거한 방법과 한계손실에 근거한 방법이 있다. 평균손실은 계산의 비교적 간단하지만 비용으로부터 나타나는 경제적 의미와 지리적 의미가 약하다. 반면에 한계손실에 근거할 경우, 계산방법이 복잡하지만 한계손실로부터 투자의 필요성 판단 등 경제적, 지리적 의미가 다양하다. 따라서 합리적인 손실분배에 대한 연구가 필요하다. 본 논문에서는 전력산업의 경쟁체제가 이루어진 나라들 중 영국과 미국의 캘리포니아 그리고 노르웨이의 사례를 통하여 손실의 계산과 분배의 방법에 대해서 알아보려고 한다.

2. 본 론

2.1 손실개념의 필요성

부하를 공급하기 위해서는 발전기들이 부하량과 손실량을 합한 양을 공급해 주어야 한다. 한계송전비용은 총송전비용의 변화량을 부하의 변화량으로 나누어 구한다. 한 지역의 부하에 대한 한계송전비용은 발전량의 합에 대한 송전비용의 변화에 한계손실률을 곱한 값을 더하여 구한다. 한계손실률은 그 지역의 발전(부하)의 양을 한 단위 늘렸을 때의 전체송전손실의 변화라고 정의할 수 있다. 위의 과정을 수식으로 정리하면 다음과 같다. [1]

*i*지역에서 한계비용은

$$\frac{\partial T_C}{\partial P_{Li}} = T_C' \cdot \frac{\partial (\sum P_{Gi})}{\partial P_{Li}}$$

T_C' : 발전량에 대한 한계송전비용

$$\frac{\partial (\sum P_{Gi})}{\partial P_{Li}} = \frac{\partial (P_{Loss} + \sum P_{Li})}{\partial P_{Li}} = 1 + \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_{Li}}$$

$$\therefore \frac{\partial T_C}{\partial P_{Li}} = T_C' + T_C' \cdot \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_{Li}}$$

*i*지역에서 한계손실률과 한계손실비용은

$$\frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_{Li}}, T_C' \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_{Li}}$$

로 각각 정의된다.

2.2 외국의 사례 연구

2.2.1 영국의 사례

영국의 전력시장은 풀(Pool)의 방식으로 운영되고 있다. 손실은 부하에 평균비용을 기반으로 다음과 같은 방법으로 배분된다. 송전손실은 송전에 따른 운전비용과 함께 Pool의 문제로 여겨지고 있다. 각 30분마다 각 배전사업자의 측정된 수요는 Pool을 통해 판매된 측정된 전력과 같아질 때까지 일정한 비율로 증가시켜 단순히 측정된 발전량과 같아지게 한다. 이것을 통하여 손실비용의 평균을 포함하기 위하여 수요의 실제가격을 상승시키는 요인이 된다. 실제로 풀을 통해서 판매되는 가격(Pool Selling Price)은 풀에서 전력을 구입한 가격(Pool Purchase Price)에 송전손실과 그 외 운전비용을 고려한 Uplift를 추가한 것이다. 손실률은 한계송전손실률을 사용해야 하지만 영국의 여러 가지 국내 사정 때문에 평균손실률에 일정한 양을 곱하여 사용한다. 그리하여 이렇게 30분마다 풀을 통하여 거래되는 금액은 손실비용의 조정으로 평형을 이룬다. [2]

2.2.2 미국 캘리포니아의 사례

캘리포니아의 전력시장구조는 탁송모델을 기반으로 하고 있다. 손실은 한계손실을 사용하여 발전자에게 다음과 같이 분배하고 있다. 캘리포니아의 송전망운영자(ISO)는 ISO의 제어하의 망에서 발생하는 추정송전손실의 책임을 각 schedule coordinator에게 할당한다. 각 발전기는 시스템에 나타나는 송전손실에 다양한 영향을 주므로 ISO는 이러한 영향에 따라 송전손실 책임을 할당한다. 이것을 위해 ISO는 시간별로 시스템의 부하량과 발전량을 추정하고, 모든 발전기에 할당될 총 송전손실량을 결정하고, 발전기의 측정된 출력에 Generation meter multiplier (GMM)을 곱하여 발전기의 시스템

의 송전손실효과를 포함한 공급가능한 총 부하의 양을 나타나게 된다.

GMM은 다음과 같은 과정을 통하여 정해진다. ISO는 예측되는 송전시스템 손실을 고려한 각 발전기의 GMM을 결정하기 위하여 전력조류모델을 사용한다. ISO는 SC의 스케줄을 모아서 제어지역(control area)의 총부하와 총발전을 예측하여 전체손실을 계산한다. 그 다음 각 발전기 모선에서의 시스템의 손실에 대한 민감도를 계산하고, 그에 따라 각 발전기 모선의 손실에 대한 비중을 구하여 GMM을 계산한다. GMM은 Day-ahead 시장에서 시간별로 정해진다. GMM은 한계 손실에 따라서 실제손실을 배분하므로 실제 손실비용만을 송전망 운영자가 거두어들인다.[3]

2.2.3 노르웨이의 사례

노르웨이의 전력시장 구조는 풀(Pool)이다. 손실은 한계손실에 기반 하여 발전자와 부하에 분배하고 있다. 노르웨이는 전국을 5개로 나누고 전력부족지역과 전력잉여지역으로 구분(tariff area)한다. 그리고 3개의 기간(겨울 주간, 겨울야간, 여름)으로 나눈다. 지역구분에서 3~4개의 대표적인 발전기와 부하를 선택하여 기간별로 선택된 지점들간의 손실을 계산하여 각 기간에 대하여 지역별 계통으로 들어가는 발전량의 증가(power input)와 계통에서 끌어쓰는 부하의 증가(power output)에 따른 한계손실률을 구한다. 손실구입은 매 시간마다 현물시장에서 이루어진다. 한계손실률은 5개 지역별로 계절별 3개가 있다. 노르웨이의 경우 손실을 발전자와 부하에 동시에 부과하므로 실제손실비용보다 더 많은 수입이 송전망 운영자에게 돌아간다.[4][5]

2.2.4 국가간 비교

위 3개국의 사례를 비교하면 다음과 같다.

표.1 3개국간의 비교

	영국	캘리포니아	노르웨이
시장구조	풀	탁송	풀
계산방식	평균손실	한계손실	한계손실
손실부담	부하	발전기	부하/발전
적용기간	30분	1시간	연중 3개

2.3 모의계통실험

위의 3가지 사례를 구체적으로 비교하기 위해 아래와 같은 모의 계통에서 모의실험을 해보았다.

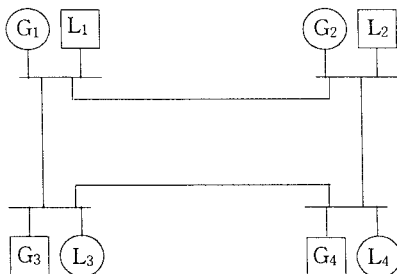


그림.1 모의 계통

각 발전기와 부하의 특성은 다음과 같다.

표.2 모선데이터

모선	발전		부하
	P MW	P MW	V p.u.
1		10	1.04
2	50	20	1.00
3	20	20	0.99
4	20	150	0.96

Y 행렬은 다음과 같다.

8.9852	-3.8156	-5.1696	0
-44.8360i	+19.0781i	+25.8478i	
-3.8156	8.9852	0	-5.1696
+19.0781i	-44.8360i		+25.8478i
-5.1696	0	8.1933	-3.0237
+25.8478i		-40.8638i	+15.1185i
0	-5.1696	-3.0237	8.1933
	+25.8478i	+15.1186i	-40.8638i

2.3.1 영국의 풀 방법

조류계산의 결과는 다음과 같다.

$$\sum PG_1 = 203.7MW, \sum PL_1 = 200MW$$

따라서 $P_{Loss} = 3.7MW$ 이다.

총부하가 203.7MW가 되도록 모든 부하에 1.0185 (201.2/200)을 곱해준다. 따라서 부하 측에서는 각각

$$PL_1 = 10.185MW, PL_2 = 20.37MW \\ PL_3 = 20.370MW, PL_4 = 152.775MW$$

에 해당하는 요금을 계산하여 지불한다.

2.3.2 캘리포니아의 탁송 방법

각 발전기의 출력을 1MW를 변화시켰을 때의 부하의 증가량을 비교하여 3.7MW의 손실을 분배한다. 전력조류모델에 의한 계산을 하면 실제출력은

$$PG_1 = 113.7MW, PG_2 = 50MW \\ PG_3 = 20MW, PG_4 = 20MW$$

이다. 발전기들의 GMM 각각 0.972, 0.994, 0.997, 1.001이다. 따라서 발전기가 공급하는 손실을 고려한 유효출력은

PG₁=110.46MW, PG₂=49.69MW
 PG₃=19.92MW, PG₄=20.02MW

이다. 모선4의 발전기의 GMM이 1보다 크다는 것은 그 발전기는 실제출력보다 많은 부하를 공급한다는 것을, 즉 출력을 증가시키면 손실을 줄일 수 있다는 것을 말해 준다.

2.3.3 노르웨이 풀 방법

기간별의 고려는 하지 않고 주어진 부하상황에서의 한계 손실률을 구한다. 모선의 발전기를 각 4개 지역의 대표적 발전기로 생각한다. 외부송전의 증가와 부하의 증가의 경우를 구별하여 지역별 각 지역별 한계손실률을 구하였다. 노르웨이에서는 손실을 발전과 부하에 동시에 배분한다. 그리고 발전과 부하에 부담시키는 송전손실이 물리적 손실의 두 배가 되도록 한계손실률을 조정한다. 결과는 다음과 같다.[4][5]

표.3 한계손실률

모선	외부송전(%)	부하(%)
1	1.49	-0.41
2	1.06	0.35
3	1.03	0.04
4	-0.37	3.38

2.3.4 유효출력/부하

손실을 고려하였을 때 발전기의 유효출력과 부하의 유효한 값을 위의 세 가지 경우에 대해서 정리하면 다음과 같다.

표.4 손실을 반영한 유효출력/부하

		실제출력	영국	캘리포니아	노르웨이
발전 (MW)	모선 1	113.7	113.7	110.46	112.01
	모선 2	50	50	49.69	49.47
	모선 3	20	20	19.92	19.79
	모선 4	20	20	20.02	20.07
	합계	203.7	203.7	200.09	201.34
	부하 (MW)	모선 1	10	10.185	10
모선 2		20	20.37	20	19.79
모선 3		20	20.37	20	20.01
모선 4		150	152.775	150	155.01
합계		200	203.70	200	204.77
시스템손실		3.7	0	0	-3.43

3. 결 론

본 논문에서는 경쟁적 전력산업구조를 가진 외국의 사례를 살펴보았다. 영국의 경우는 평균손실률을 사용하였다. 캘리포니아의 경우 한계손실을 실제 손실에 맞게 비례조정 한 GMM을 사용하였다. 노르웨이의 경우 한계손실을 부하와 발전에 모두 적용하는 방식을 사용하였다. 영국의 방식을 쓸 경우, 모선 1,2,3의 발전의 유효출력이 최대였다. 캘리포니아의 경우 모선3,4의 부하의 유효값이 최소였다. 그 외의 경우 즉, 모선1,2의 부하와 모선4의 발전은 그 값이 각각 최소와 최대를 나타내었다. 손실을 부담하는 주체와 방법이 주요한 요인임을 알 수 있다. 즉 영국의 경우 평균손실을 부하측에 부담을 시키므로 발전이 부하보다 많은 지역의 발전자의 손실부담이 가장 적다. 반대로 발전자 측에 손실을 부담시키는 캘리포니아의 경우 부하가 발전보다 많은 지역의 부하의 유효값이 가장 작아지는 현상을 보인다. 발전과 부하에 같이 손실을 부담시키는 노르웨이의 경우 발전이 부하보다 많은 지역에서 발전의 한계손실률이 부하의 한계손실률에 비하여 크기 때문에 위와 같은 결과를 얻을 수 있었다.

(참 고 문 헌)

- [1] Allen J.Wood, "Transmission system effect", Power generation operation, and control, p.91-130, 1996
- [2] Richard Green, "Transmission pricing in England and Wales", Utility Policy, Vol.6, p.185-193, 1997
- [3] J. Bushnell and S. Oren, "Transmission pricing in California's proposed electricity market", Utility Policy, Vol.6, p.237-244, 1997
- [4] Jan Braten, "Transmission pricing in Norway", Utility Policy, Vol.6, p.219-226, 1997
- [5] Einar Westre, "Transmission Pricing in Norway", Electricity Transmission Pricing and Technology, p.229-238, 1996